

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 20 ____ г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту _____ Медведеву Евгению Евгеньевичу _____

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ13-01Б _____ Направление (специальность) 13.03.01 _____

номер

код

Теплоэнергетика и теплотехника _____

наименование

Тема выпускной квалификационной работы _____

Проект ТЭС ФГУП "ГХК" 117 МВт _____

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР М.В. Колосов, доцент кафедры "ТЭС" _____

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР _____

Перечень разделов ВКР _____

Перечень графического материала _____

Руководитель ВКР _____

подпись

М.В.Колосов _____

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____

Е.Е. Медведев _____

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Исходные данные для оценки эффективности строительства ТЭС.....	8
1.1 Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой конденсационной электростанции.....	9
1.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.....	9
1.1.2 Расчёт затрат на топливо.....	9
1.1.3 Расходы на оплату труда.....	11
1.1.4 Амортизационные отчисления.....	11
1.1.5 Расходы на ремонт основных средств.....	11
1.1.6 Прочие расходы.....	12
1.1.7 Расчет себестоимости единицы электроэнергии	12
1.2 Расчёт показателей экономической эффективности строительства КЭС.....	17
2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту.....	23
2.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды.....	25
2.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме.....	27
2.3 Определение параметров по элементам схемы.....	30
2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	34
2.5 Баланс пара и конденсата.....	34
2.6 Расчёт сепараторов непрерывной продувки.....	35
2.7 Расчёт регенеративной схемы (ПВД).....	38
2.8 Расчёт деаэратора.....	39
2.9 Расчет регенеративной схемы(ПНД).....	40
3 11.Расчёт технико-экономических показателей работы станции.....	43
4 Выбор вспомогательного оборудование в пределах ПТС.....	47
4.1 Регенеративные подогреватели.....	47
4.1.1 Деаэратор.....	47
4.1.2 Сетевые подогреватели.....	48

4.1.3 Выбор питательных насосов.....	48
4.1.4 Выбор конденсатных насосов.....	49
4.1.5 Выбор циркуляционных насосов.....	49
4.1.6 Выбор сетевых насосов.....	50
5 Генеральный план электростанции.....	51
6 Компоновка главного корпуса.....	53
7 Проектирование топливного хозяйства.....	55
7.1 Определение расхода топлива на ТЭС.....	55
7.2 Выбор механизмов системы пылеприготовления.....	55
7.3 Дутьевые вентиляторы и дымососы.....	56
7.4 13.8. Золоулавливание.....	58
8 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы.....	59
9 Выбор системы технического водоснабжения.....	61
10 Индивидуальное задание.....	62
10.1 . Приемные разгрузочные устройства.....	62
10.2 Ленточные конвейеры.....	62
10.3 Дробилки.....	64
10.4 Топливные склады.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	67

ВВЕДЕНИЕ

Хорошо известна потребность в электроэнергии для современного производства и повседневной жизни человека. Химически связанная энергия органического топлива, гидравлическая энергия рек и энергия деления атомного ядра имеют промышленное значение. Основными производителями электрической и тепловой энергии являются тепловые электростанции с органическим топливом, производящие около 75% мировой электроэнергии и около 80% электроэнергии в нашей стране. Электроэнергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства. На данном этапе эта роль неизмеримо возрастает. Основным потребителем электроэнергии является промышленность. Следуя текущему состоянию производства, мы можем заключить, что ему необходимо большое потребление электроэнергии. Также строятся новые жилые и производственные массивы, что предопределяет ввод в эксплуатацию новых и новых энергетических мощностей, поскольку старое оборудование уже разработало собственный ресурс или стало непригодным для использования. Увеличение электроэнергии возможно за счет строительства новых и расширения существующих станций.

В рамках программы конверсии между Соединенными Штатами Америки и Российской Федерацией 23 сентября 1997 г. Было подписано официальное соглашение о выводе из эксплуатации промышленного плутониевого ядерного реактора АДЭ-2 на горно-химическом комбинате (ГХК), который обеспечивал теплом и энергией промышленные и гражданские объекты ЗАТО г. Железнодорожск. Было принято решение о том, что предпочтительной альтернативой варианту конверсии реактора является строительство новой теплоэлектроцентрали для обеспечения достаточных мощностей по выработке тепла на нужды центрального отопления и производства электроэнергии, позволяющей остановить промышленный реактор и прекратить производство неэнергетического плутония на АДЭ-2. В связи с этими мероприятиями. Проект

ТЭС ФГУП “ГХК” 117 МВт актуален в соответствии с план – графиком ввода генерирующих мощностей.

1 Исходные данные для оценки эффективности строительства ТЭС

Исходные данные для оценки эффективности строительства ТЭС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Установленная мощность, МВт	117
Основной	
Агрегат	Т-60-130
Количество блоков, шт.	2
Ориентировочный штатный коэффициент	0,26
Сопоставляемый	
Агрегат	Т-120-130
Количество блоков, шт.	1
Ориентировочный штатный коэффициент	0,39
Вид топлива	уголь
Район сооружения	Сибирь
Цена топлива, руб/нат.ед.	922
Теплота сгорания топлива, ккал	6340
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, тыс.руб.	380837
Обязательные страховые выплаты в ФОТ, %	30,4
Коэффициент удорожания капитальных вложений	118
Средняя норма амортизации станции в целом, %	6,7
Норма отчислений на ремонтное обслуживание от кап. вложений в ТЭС, %	5

1.1 Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой конденсационной электростанции

1.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}}, \quad (1.1)$$

где $U_{\text{т}}$ – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;

$U_{\text{а}}$ – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

1.1.2 Расчёт затрат на топливо

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_{\text{р}} = 8760 - T_{\text{рем}}, \quad (1.2)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время простоя в ремонте, ч.

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (1.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{кэс}} = \frac{W}{T_{\text{р}}}, \quad (1.4)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч.

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{бл}} = \frac{P_{\text{кэс}}}{n_{\text{бл}}}, \quad (1.5)$$

где $n_{\text{бл}}$ – число блоков.

Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т у.т./год:

$$V_{\text{уст}} = (b_{\text{хх}} \cdot P_{\text{н}} + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{эк}})) \cdot T_p \cdot n_{\text{бл}}, \quad (1.6)$$

где $b_{\text{хх}}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт ч., принимаем по таблице А.3;

b_1 и b_2 – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт ч., принимаем по таблице А.3;

$P_{\text{эк}}$ и $P_{\text{н}}$ – экономическая и номинальная мощности, МВт, принимаем по таблице А.3.

Потери топлива в неуставившемся режиме, т у.т./год:

$$V_{\text{неуст}} = V_{\text{п6-10ч}} \cdot n_{\text{п6-10ч}} \cdot n_{\text{бл}} + V_{\text{пх.с}} \cdot n_{\text{пх.с}} \cdot n_{\text{бл}}, \quad (7)$$

где $V_{\text{п6-10ч}}$ и $V_{\text{пх.с}}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т., принимаем по таблице А.4;

$n_{\text{п6-10ч}}$ и $n_{\text{пх.с}}$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

Годовой расход топлива на КЭС, т у.т./год:

$$V = V_{\text{уст}} + V_{\text{неуст}}. \quad (8)$$

Затраты на топливо, млн.руб./год:

$$U_T = C \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где Π – цена топлива, руб./т у.т.

1.1.3 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн. руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

где n_y – штатный коэффициент, чел./МВт, принимаем по таблице А.6;

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год.

1.1.4 Амортизационные отчисления

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (11)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом;

K – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год:

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{уд}}, \quad (12)$$

где K' и $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб., принимаем по таблице А.1;

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{\text{уд}}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

1.1.5 Расходы на ремонт основных средств

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}}, \quad (13)$$

где $H_{\text{тр}}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных

вложений в ТЭС.

1.1.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн. руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СОЦ}, \quad (14)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год

$$\text{СОЦ} = H_{\text{св}} \cdot U_{\text{зп}}, \quad (15)$$

где $H_{\text{св}}$ – норматив страховых взносов, доли.

Для оценки достоверности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{U_{\text{т}}}{U_{\text{г}}}, \quad (16)$$

Размер топливной составляющей позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства, если он составляет 30-50% от полной производственной себестоимости.

1.1.7 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}), \quad (17)$$

где $a_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}}. \quad (18)$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W}. \quad (19)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{выр}} = \frac{B}{W}. \quad (20)$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{отп}} = \frac{B}{W_{\text{отп}}}. \quad (21)$$

Результаты расчетов двух вариантов сводим в таблицу 2.

Из результатов расчетов видим, что экономически эффективным является 1 вариант, так как себестоимость отпущенной энергии $U_{\text{отп}}^{\text{э}}$ ниже, чем во 2 варианте.

Таблица 2 – Результаты расчетов

Наименование показателя	Обозначение	Единицы измерения	Значение показателя	
			Вариант 1	Вариант 2
Число часов работы основного оборудования	T_p	час/год	7996	8378
Число часов использования установленной мощности	$T_{уст}$	ч	7696	8078
Выработка электроэнергии на ТЭС	W	МВтч	923520	1090530
Средняя нагрузка электростанции	$P_{кэс}$	МВт	115,5	130,17
Среднегодовая нагрузка энергоблока	$P_{бл}$	МВт	57,75	130,17
Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме	$B_{уст}$	т у.т./год	294579,36	340359,9
Потери топлива в неуставившемся режиме	$B_{неуст}$	т у.т./год	460	320
Годовой расход топлива на КЭС	B	т у.т./год	295039,36	340679,9
Затраты на топливо	U_T	млн. руб./год	272,0263	314,11
Заработной платы по	$U_{зп}$	млн.	11,88	20,05

станции		руб./год		
Размер амортизационных отчислений	U_a	млн. руб./год	223,666	333,317
Капитальные вложения в ТЭС	K	млн. руб./год	3338,22	4974,88
Расходы по ремонту	$U_{тр}$	млн. руб./год	166,911	248,744
Прочие расходы	$U_{пр}$	млн. руб./год	84,103	126,52
Страховые взносы во внебюджетные фонды	СОЦ	млн. руб./год	3,61	6,09
Эксплуатационные расходы	$U_э$	млн. руб./год	758,583	1042,737
Удельный вес топливной составляющей себестоимости:	$T_{уд.в}$		35,86%	30,1%
Годовой отпуск электроэнергии с шин станции	$W_{отп}$	МВт ч	881961,6	881961,6
Себестоимость отпущенной энергии	$U_{отп}^э$	руб./кВт ч	0,86	1,18
Себестоимость выработанной энергии	$U_{выр}^э$	руб./кВт ч	0,82	0,96
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт	$B_{выр}$	кг у.т/кВт ч	0,32	0,32

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч	$B_{\text{отп}}$	кг у.т./кВт ч	0,33	0,386
-------------------------------------------------------------	------------------	------------------	------	-------

1.2 Расчёт показателей экономической эффективности строительства КЭС

Стоимость имущества на начало первого года, млн.руб/год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = K, \quad (22)$$

где K – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год.

Стоимость имущества на начало последующих годов, млн.руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}(t)} = \Phi_{\text{к.г.}(t-1)}, \quad (23)$$

где $\Phi_{\text{к.г.}}$ – стоимость имущества на конец года, млн.руб./год:

$$\Phi_{\text{к.г.}(t)} = \Phi_{\text{н.г.}(t)} - A_t, \quad (24)$$

где A_t – величина амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$A_t = H_a \cdot K, \quad (25)$$

где H_a – норма амортизации, %:

$$H_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}}, \quad (26)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования, принимает равным 15 лет.

$$A_t = 6,7\% \cdot K$$

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, млн.руб/год:

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \frac{\Phi_{\text{н.г.}} + \Phi_{\text{к.г.}}}{2}. \quad (27)$$

Налог на имущество, млн.руб./год:

$$H_{\text{им}} = 2,2\% \cdot \Phi_{\text{ср.г.}}. \quad (28)$$

Доход от основной деятельности, млн.руб./год:

$$D = (T_{э/э} - C_{э/э}) \cdot W_{отп} \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

где $C_{э/э}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч;

$T_{э/э}$ – тариф на отпущенную энергию, руб./кВт ч:

$$T_{э/э} = 1,4 \cdot C_{э/э}. \quad (30)$$

Налогооблагаемая прибыль, млн.руб./год:

$$НОП_{(t)} = D_{(t)} - H_{им(t)}. \quad (31)$$

Налог на прибыль, млн.руб./год:

$$H_{пр(t)} = 20\% \cdot НОП_{(t)}. \quad (32)$$

Чистая прибыль, млн.руб./год:

$$ЧП_{(t)} = НОП_{(t)} - H_{пр(t)}. \quad (33)$$

Далее в 0 год переносим значение капитальных вложений K .

Чистый денежный поток, млн.руб./год:

$$ЧДП_{(t)} = ЧП_{(t)} + A_t. \quad (34)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн.руб./год:

$$ЧДПНИ_{(t)} = ЧДПНИ_{(t-1)} + ЧДП_{(t)}. \quad (35)$$

Дисконтированный денежный поток, млн.руб./год:

$$ДДП_{(t)} = \frac{ЧДП_{(t)}}{(1+r)^t}, \quad (36)$$

где r – норма дисконта, принимаем равно 10%.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб./год:

$$\text{ДДПНИ}_{(t)} = \text{ДДПНИ}_{(t-1)} + \text{ДДП}_{(t)}. \quad (37)$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты расчетов показателей экономической эффективности

Показа тели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К	-2968,88															
$\Phi_{\text{н.г.}}$		3338,22	3114,559	2890,899	2667,238	2443,577	2219,916	1996,256	1772,595	1548,934	1325,273	1101,613	877,9519	654,2911	430,6304	206,9696
$\Phi_{\text{к.г.}}$		3114,559	2890,899	2667,238	2443,577	2219,916	1996,256	1772,595	1548,934	1325,273	1101,613	877,9519	654,2911	430,6304	206,9696	-16,6911
$\Phi_{\text{ср.г.}}$		3226,39	3002,729	2779,068	2555,407	2331,747	2108,086	1884,425	1660,764	1437,104	1213,443	989,7822	766,1215	542,4608	318,8	95,13927
A_t		223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607	223,6607
$H_{\text{им}}$		70,98057	66,06004	61,1395	56,21896	51,29843	46,37789	41,45735	36,53682	31,61628	26,69575	21,77521	16,85467	11,93414	7,0136	2,093064
Д		303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332	303,4332

Окончание таблицы 3

Показатели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НОП		232,4527	237,3732	242,2937	247,2143	252,1348	257,0553	261,9759	266,8964	271,8169	276,7375	281,658	286,5786	291,4991	296,4196	301,3402
Н _{пр}		46,49053	47,47464	48,45875	49,44285	50,42696	51,41107	52,39518	53,37928	54,36339	55,3475	56,3316	57,31571	58,29982	59,28393	60,26803
ЧП		185,9621	189,8986	193,835	197,7714	201,7078	205,6443	209,5807	213,5171	217,4536	221,39	225,3264	229,2628	233,1993	237,1357	241,0721
ЧДП	-3338,22	409,6229	413,5593	417,4957	421,4322	425,3686	429,305	433,2414	437,1779	441,1143	445,0507	448,9872	452,9236	456,86	460,7964	464,7329
ЧДПНИ	-3338,22	-2928,6	-2515,04	-2097,54	-1676,11	-1250,74	-821,436	-388,195	48,98295	490,0973	935,148	1384,135	1837,059	2293,919	2754,715	3219,448
ДДП	-3338,22	372,3844	341,7845	313,6707	287,8438	264,1204	242,3315	222,3214	203,9467	187,0755	171,5863	157,3673	144,3154	132,3361	121,3421	111,2534
ДДПНИ	-3338,22	-2965,84	-2624,05	-2310,38	-2022,54	-1758,42	-1516,08	-1293,76	-1089,82	-902,741	-731,155	-573,787	-429,472	-297,136	-175,794	-64,5405

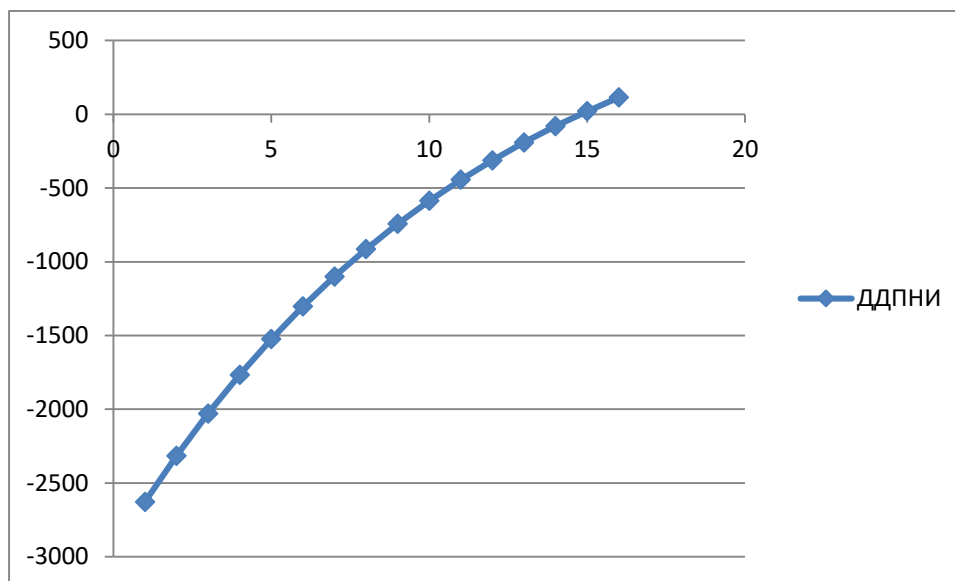


Рисунок 1 - График чувствительности ЧДПНИ от года в млн. руб.

ВЫВОД

По результату расчета на 15 – ой год эксплуатации ЧДПНИ становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами. Это значит, что данный проект инвестиций можно рекомендовать к реализации.

2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Произвести расчет тепловой схемы и определить технико-экономические показатели:

1. электрическая нагрузка $W_э = 117000$ кВт
2. максимальная отопительная нагрузка $Q_{от}^{max} = 120000$ кВт
3. тепловая мощность отопительных отборов $Q_{от}^{турб} = 60000$ кВт

Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-60-130 представлена на рисунке 1. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных, регулируемых отборов. Отборный пар поступает на две сетевые подогревательные установки включенные последовательно.

Система регенерации состоит из трёх подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – каскадный в ПНД № 1 и из него дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата. В схеме используется котел барабанного типа, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХВО). Из расширителя первой ступени выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени в подогреватель низкого давления № 1.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель (ПУ), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

Восполнение потерь конденсата химочищенной осуществляется в конденсатор.

По заводским данным для турбины Т-60-130:

Электрическая мощность

$$W_э = 60 \text{ МВт};$$

Максимальная отопительная нагрузка

$$Q_{от}^{max} = 100000 \text{ кВт};$$

Тепловая мощность отопительных отборов $Q_{от}^{турб} = 50000$ кВт;

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 565$ °С;

Давление в конденсаторе турбины $P_k = 0,0035$ Мпа;

Число отборов пара на регенерацию – 6;

Давление в отборах:

$P_{от1} = 4,31$ МПа;

$P_{от2} = 2,55$ МПа;

$P_{от3} = 1,27$ МПа;

$P_{от4} = 0,559$ МПа;

$P_{от5} = 0,33$ МПа;

$P_{от6} = 0,118$ МПа;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 84,5\% ; \eta_{oi}^{ЦНД} = 87,6\% ;$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 94,9\% ; \eta_{др}^{ЦНД} = 97\% ;$$

КПД электромеханический $\eta_{эм} = 0,98$.

Расход продувочной воды $\alpha_{прод} = 1,5\%$;

Расход пара на собственные нужды маш. зала $\alpha_{сн}^{МЗ} = 1,2\%$;

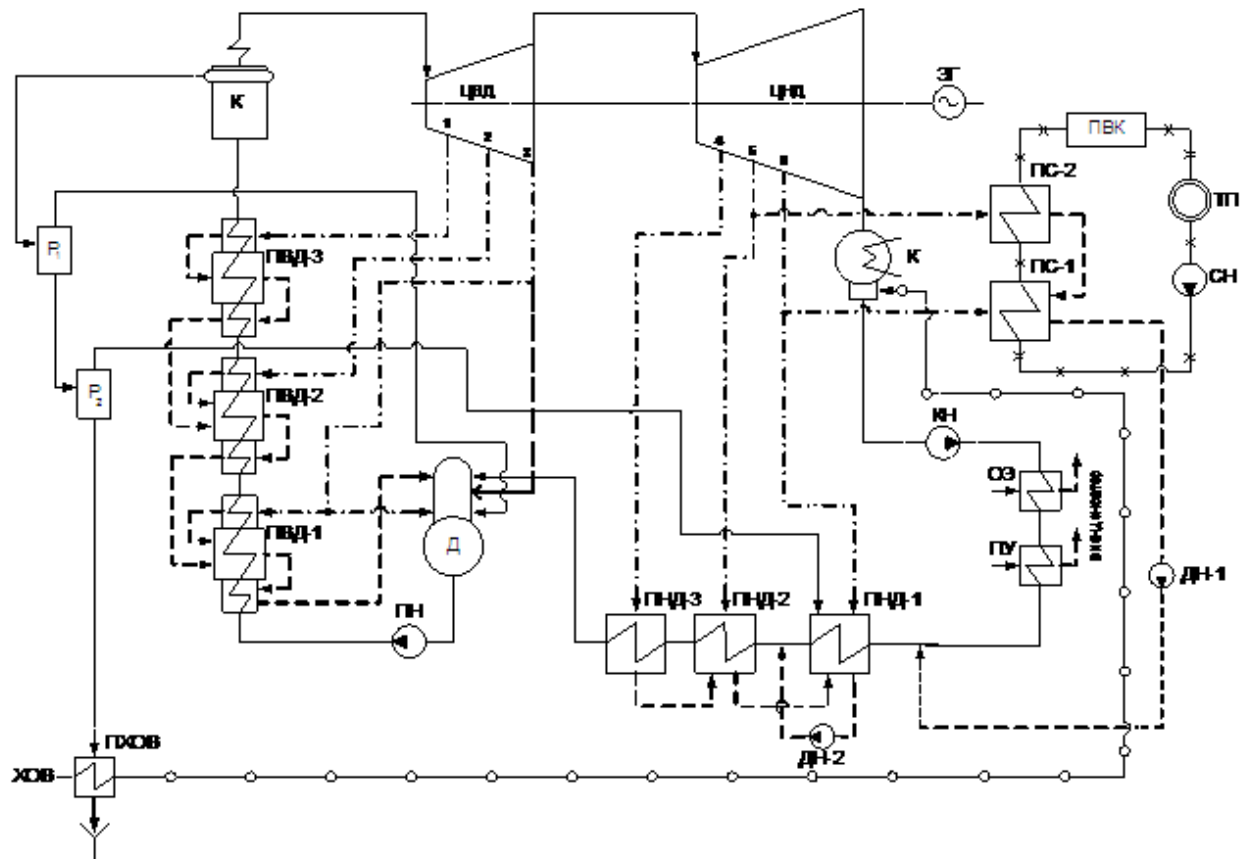
Расход пара на собственные нужды кот. цеха $\alpha_{сн}^{КЦ} = 1,2\%$;

Потери конденсата $\alpha_{ут} = 1,1\%$;

Температура ХОВ $t_{хов} = 30$ °С;

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 15$ °С;

Недогрев воды в ПНД $\vartheta_{\text{пнд}} = 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$.



Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рис. 3

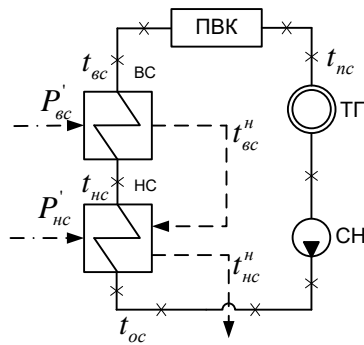


Рисунок 3 – Схема подогрева сетевой воды.

ТП - тепловой потребитель; ПВК - пиковый водогрейный котел; СН - сетевой насос; НС - нижний сетевой подогреватель; ВС - верхний сетевой подогреватель

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C_{в} \cdot \Delta t} = \frac{100000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 298,61$$

Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла составляет, МВт:

$$Q_{пвк} = Q_{от}^{max} - Q_{от}^{турб} = 100 - 50 = 50$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{от}^{турб}}{Q_{от}^{max}} = \frac{50}{100} = 0,5$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{вс} = t_{oc} + \frac{Q_{баз}}{G_{св} \cdot C_{в}} = 70 + \frac{60}{298,61 \cdot 4,186} = 118$$

Температура сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{нс} = t_{oc} + \frac{t_{вс} - t_{oc}}{2} = 70 + \frac{118 - 70}{2} = 94$$

Принимая недогрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С, температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя составляет, °С:

$$t_{\text{ec}}^{\text{н}} = t_{\text{ec}} + \vartheta = 118 + 5 = 123$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ec}}^{\text{н}} = 516,37$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{ec}} = 0,218$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С, температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{nc}}^{\text{н}} = t_{\text{nc}} + \vartheta = 94 + 5 = 99$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг °С:

$$\bar{t}_{\text{nc}}^{\text{н}} = 415,06$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{nc}} = 0,098$$

2.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление

$$P_0 = 12,75 \text{ МПа};$$

Температура

$$t_0 = 565 \text{ }^\circ\text{C};$$

Находим на i -s диаграмме (рис. 4) точку A_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 12,75 \cdot 0,949 = 12,1$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_0 - (i_0 - i_2) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3513 - (3513 - 3181,5) \cdot 0,845 = 3232,88$$

где $i_2 = 3181,5$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения; $i_0 = 3513$ кДж/кг – энтальпия перегретого пара; $\eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 0,845$ внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Точку 8 определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦНД, МПа:

$$P_8 = P_7 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 1,27 \cdot 0,97 = 1,232$$

где $\eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 0,97$ потери от дросселирования в цилиндре низкого давления.

По тому же принципу достраиваем i -s диаграмму и на заключительном этапе, используя значения давления в отборах, находим на ней энтальпию пара в этих отборах.

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса) определяется, кг/с:

$$D_{\text{вс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{вс}} \cdot C_{\text{св}}}{(i_5 - i_{\text{вс}}) \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{298,61 \cdot (118 - 94) \cdot 4,186}{(2723,2 - 516,37) \cdot 0,98} = 13,87$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{nc} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{nc} \cdot C_{\theta}}{(i_6 - t_{nc}^H) \cdot \eta_{п}} = \frac{298,61 \cdot (94 - 70) \cdot 4,186}{(2569 - 415,06) \cdot 0,98} = 14,212$$

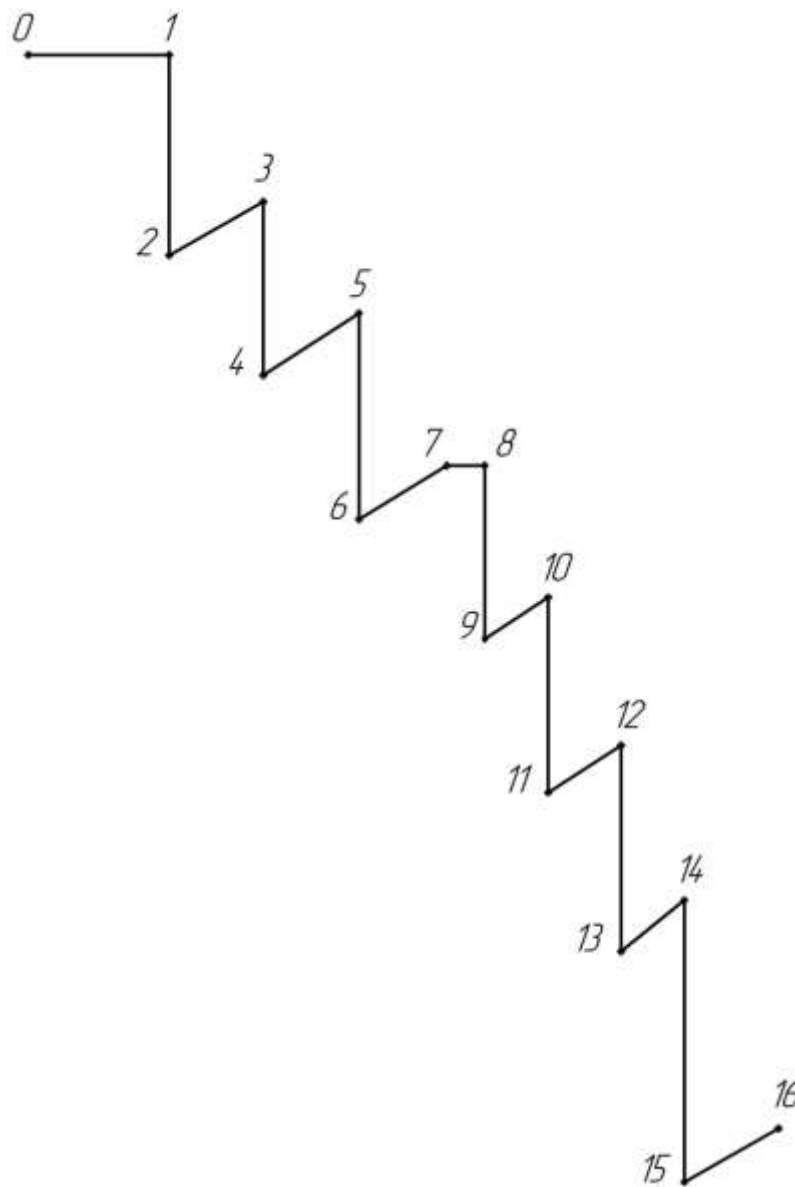


Рисунок 4 – Процесс расширения пара в турбине Т-60-130 в i-s диаграмме.

№	Тип	Состояние	Режим	p [МПа]	t [°C]	h [кДж/кг]	s [кДж/кг*К]	v [м³/кг]	x [-]
-	Выбор	Паровод.смесь	Pconst	0.00350	26.673	2153.3	7.1994	33.051	0.8374
0.	График	Перегрет.пар	---	12.750	565.01	3513.0	6.6671	0.02812	---
1.	График	Перегрет.пар	Hconst	12.100	562.55	3513.0	6.6895	0.02964	---
2.	График	Перегрет.пар	Sconst	4.3099	388.58	3181.5	6.6895	0.06637	---
3.	График	Перегрет.пар	Pconst	4.3100	410.05	3232.9	6.7659	0.06910	---
4.	График	Перегрет.пар	Sconst	2.5499	332.47	3085.4	6.7659	0.10386	---
5.	График	Перегрет.пар	Pconst	2.5500	342.32	3108.2	6.8034	0.10592	---
6.	График	Перегрет.пар	Sconst	1.2700	250.47	2934.1	6.8034	0.18147	---
7.	График	Перегрет.пар	Pconst	1.2700	262.34	2961.1	6.8543	0.18641	---
8.	График	Перегрет.пар	Hconst	1.2320	261.75	2961.1	6.8678	0.19218	---
9.	График	Перегрет.пар	Sconst	0.55900	171.78	2790.1	6.8678	0.35263	---
10.	График	Перегрет.пар	Pconst	0.55900	181.14	2811.3	6.9149	0.36146	---
11.	График	Паровод.смесь	Sconst	0.33001	136.81	2710.9	6.9149	0.54924	0.9915
12.	График	Паровод.смесь	Pconst	0.33000	136.81	2723.3	6.9453	0.55244	0.9972
13.	График	Паровод.смесь	Sconst	0.11800	104.30	2547.2	6.9453	1.3638	0.9398
14.	График	Паровод.смесь	Pconst	0.11800	104.30	2569.0	7.0031	1.3779	0.9495
15.	График	Паровод.смесь	Sconst	0.00350	26.673	2094.4	7.0031	32.099	0.8133
16.	График	Паровод.смесь	Pconst	0.00350	26.673	2153.3	7.1994	33.051	0.8374

Рисунок 5 - Данные к процессу расширения

2.3 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД-3). Давление пара в отборе 4,31 МПа. Принимая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД}} = 4,31 \cdot 0,95 = 4.1$$

Температура насыщения греющего пара , °C:

$$t_n = 251,83$$

Энтальпия конденсата греющего пара , кДж/кг:

$$\bar{t}_n = 1094,58$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °C:

$$t_{\text{пв}} = t_n - \theta = 251,83 - 3 = 248,83$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{пв} = t_{пв} \cdot C_v = 248,83 \cdot 4,186 = 1041,602$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{отб} = 3232,9$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3513 - 3232,9 = 280,1$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 4

Таблица 4 – параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД3	ПВД2	ПВД1	Деаэ- ратор	ПНД3	ПНД2	ВС	ПНД1	НС	Конден- сатор
Давление отборного пара, МПа	4,31	2,55	1,27	1,27	0,559	0,33	0,33	0,118	0,118	0,0035
Энтальпия пара, кДж/кг	3232,9	3108,2	2961,1	2961,1	2811,3	2723,2	2723,2	2569	2569	2153,25
Давление пара у подогревателя, МПа	4,1	2,42	1,21	0,7	0,531	0,3135	0,218	0,1121	0,098	0,0035
Температура насыщения греющего пара, °С	251,83	222,23	188,34	164,95	154,12	135,03	124,65	102,6	99	26,7
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1094,58	953,98	800,17	697,14	650,05	567,91	516,37	430,09	415,06	111,84
Температура воды за подогревателем, °С	248,83	219,23	185,34	164,95	151,12	132,03	119,65	96,44	94	26,7
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1041,602 38	917,69 68	775,83 32	697,14	632,588 3	552,677 6	500,85 49	403,69 78	393,48 4	111,84

Использованный теплоперепад, кДж/кг	280,1	404,8	551,9	551,9	701,7	789,8	789,8	944	944	1359,75
----------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-----	---------

2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:
для первого отбора:

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2723,2 - 2153,25}{3513 - 2153,25} = 0,419$$

для второго отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2569 - 2153,25}{3513 - 2153,25} = 0,306$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,18$ расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_{э}}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) =$$
$$1,2 \cdot \left(\frac{60000}{1359,75 \cdot 0,98} + 0,419 \cdot 13,87 + 0,306 \cdot 14,212 \right) = 66,48$$

где

$H_i = 1359,75$ кДж/кг – теплоперепад срабатываемый турбиной.

$\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД.

$W_{э}$ - номинальная мощность турбины, кВт;

2.5 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 66,48 = 0,332$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 66,48 = 0,665$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ym}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{1,1}{100} \cdot 66,48 = 0,731$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ко}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 66,48 = 1,596$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 66,48 + 0,332 + 0,665 + 0,731 + 1,596 = 69,81$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{\text{пр}} = \frac{\alpha_{\text{пр}}}{100} \cdot D_{\text{пе}} = \frac{1,5}{100} \cdot 69,81 = 1,047$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} + G_{\text{пр}} = 69,81 + 1,047 = 70,857$$

2.6 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

Расчетная схема расширителей непрерывной продувки представлена на рис. 6

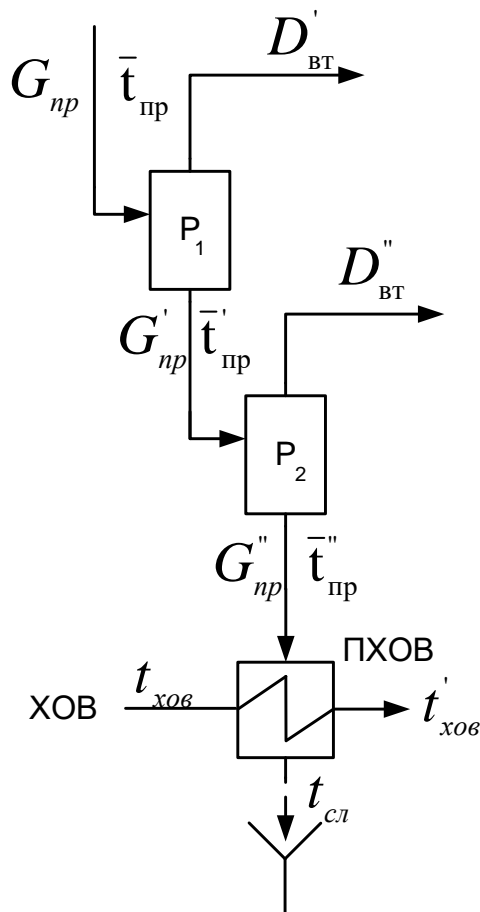


Рисунок 6 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки.

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_1} = \frac{1,047 \cdot (1570,88 - 697,14)}{2066} = 0,443$$

где $\bar{t}_{np} = 1570,88$ кДж/кг – энтальпия воды в барабане парогенератора при $P_6 = 14$ МПа; $\bar{t}'_{np} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя; $r_1 = 2066$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_d = 0,7$ МПа.

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{np} = G_{np} - D'_{вт} = 1,047 - 0,443 = 0,604$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2} = \frac{0,604 \cdot (697,14 - 430,09)}{2248,969} = 0,072$$

где $\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды поступающая из первой ступени расширителя; $\bar{t}''_{\text{пр}} = 430,09$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя; $r_2 = 2248,969$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_{\text{пнд1}} = 0,1121$ МПа (по тепловой схеме выпар из второй ступени направляется в отбор №6).

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 0,604 - 0,072 = 0,532$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в конденсатор, кг/с:

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 0,532 + 0,732 + 1,596 = 2,859$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хов}}} = 30 + \frac{0,532 \cdot (100,44 - 60)}{2,8} = 37,531$$

где $t''_{\text{пр}} = 100,44$ °С – температура продувочной воды расширителя второй ступени, $t_{\text{сл}} = 60$ °С – температура продувочной воды сливаемая в тех. канализацию после подогревателя химически очищенной воды.

2.7 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рис. 7

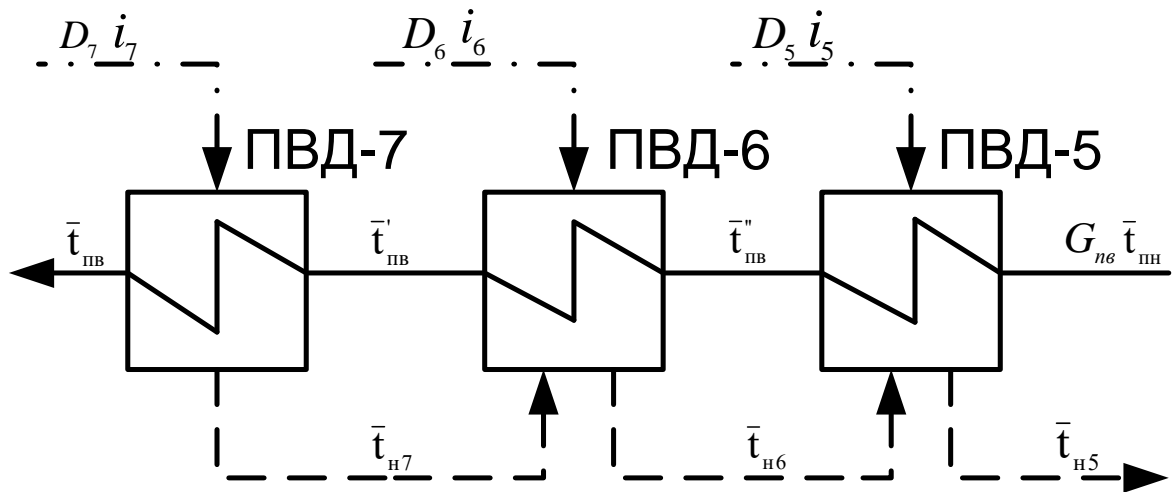


Рисунок 7 - Схема включения подогревателей высокого давления.

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пв}')$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пв}')}{(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta} = \frac{70,856(1041.6 - 917.6968)}{(3232.9 - 1094,58) \cdot 0,98} = 4,19$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6(i_6 - \bar{t}_{н6}) + D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})) \cdot \eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}'')$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}'') - D_7(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{70,856 \cdot (917.69 - 775.833) - 4,1(1094,58 - 953,98) \cdot 0,98}{(3108.2 - 953,98) \cdot 0,98} = 4,488$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5(i_5 - \bar{t}_{н5}) + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5})) \cdot \eta = G_{пв} (\bar{t}_{пв}'' - \bar{t}_{пв})$$

Расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{пв} (\bar{t}_{пв}'' - \bar{t}_{пв}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{70,856 \cdot (775,832 - 721,836) - (4,1 + 4,396) \cdot (953,98 - 800,17) \cdot 0,98}{(2961,1 - 800,17) \cdot 0,98} = 1,189$$

где $\bar{t}_{пв}$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{пв} = h_d + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} = 697,14 + \frac{(178,5 - 7) \cdot 10^2 \cdot 0,00108}{0,75} = 721,836$$

где $\Delta P_{пн}$ — перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа; $V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$ — удельный объем питательной воды; $\eta_n = 0,75$ - КПД насоса.

2.8 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рис. 8.

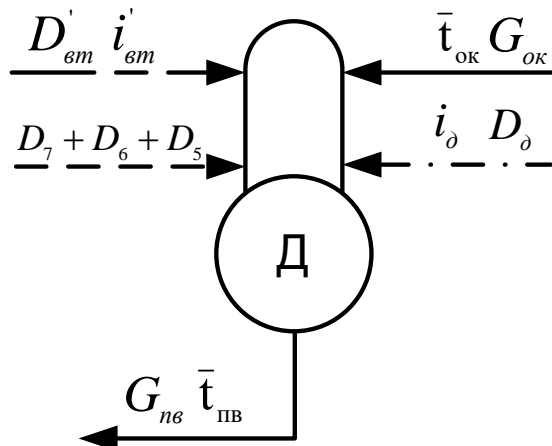


Рисунок 8 - Схема включения деаэратора.

Уравнения материального баланса:

$$G_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D'_{\text{вт}} + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}}$$

$$70,856 = (4,189 + 4,488 + 1,189) + 0,443 + D_{\text{д}} + G_{\text{ок}}$$

Уравнения теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + D'_{\text{вт}} \cdot i'_{\text{вт}} + D_{\text{д}} \cdot i_{\text{д}} + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}}$$

$$70,856 \cdot 697,14 = (4,189 + 4,488 + 1,189) \cdot 775,83 + 0,443 \cdot 2769,749 + D_{\text{д}} \cdot 2961,1 + G_{\text{ок}} \cdot 632,59$$

Решив систему уравнений получим, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 59,6$$

$$D_{\text{д}} = 0,947$$

2.9 Расчет регенеративной схемы(ПНД)

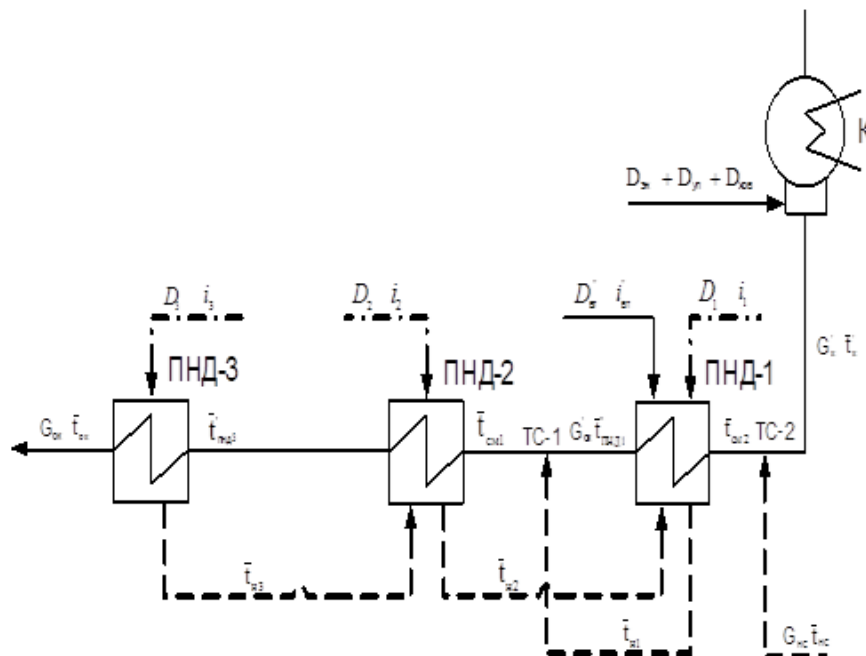


Рисунок 9 - Схема включения подогревателей низкого давления.

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta = G_{ок}(\bar{t}_{ок} - \bar{t}_{пнд3})$$

Расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{ок}(\bar{t}_{ок} - \bar{t}_{пнд2})}{(i_3 - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta} = \frac{59,6 \cdot (632,59 - 552,677)}{(2811,3 - 650,05) \cdot 0,98} = 2,249$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-2, ТС-1, ПНД-1 ТС-2:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{н2}) + D_3 \cdot (\bar{t}_{н3} - \bar{t}_{н2})) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд3} - \bar{t}_{см1})$$

$$G_{ок} = G'_{ок} + (D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт})$$

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{пнд1} + (D_3 + D_2 + D_1 + D''_{вт}) \cdot \bar{t}_{н1}$$

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{н1}) + D''_{вт} \cdot (i''_{вт} - \bar{t}_{н1}) + (D_3 + D_2)(\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н1})) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд1} - \bar{t}_{см2})$$

$$G'_{ок} = G'_к + G_{нс}$$

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_{см2} = G'_к \cdot \bar{t}_к + G_{нс} \cdot \bar{t}_{нс}$$

где $G_{нс} = D_{вс} + D_{нс} = 13,87 + 14,21 = 28,08$ кг/с – расход конденсата греющего пара после нижнего сетевого подогревателя;

$\bar{t}'_к = (t'_к + \Delta t_{оэ-оу}) \cdot 4,186 = (26,7 + 15) \cdot 4,186 = 174,65$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ТС-2; $t'_к = 26,7$ °C – температура насыщения после конденсатора; $\Delta t_{оэ-оу} = 15$ °C – нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителе уплотнений;

$$(D_2 \cdot (2723,2 - 567,91) + 2,25 \cdot (650,05 - 567,91)) \cdot 0,98 = 56,9 \cdot (632,59 - \bar{t}_{см1})$$

$$56,9 = G'_{ок} + (2,25 + D_2 + D_1 + 0,072)$$

$$56,9 \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot 415,06 + (2,25 + D_2 + D_1 + 0,072) \cdot 430,09$$

$$(D_1 \cdot (2569 - 430,09) + 0,072 \cdot (2680,017 - 430,09) + (2,25 + D_2)(567,91 - 430,09)) \cdot 0,98 = G'_{ок} \cdot (415,06 - \bar{t}_{см2})$$

$$G'_{ок} = G'_к + 28,08$$

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_{см2} = G'_к \cdot 174,65 + 28,08 \cdot 415,06$$

Решив данную систему получим:

$$D_2 = 2,248 \text{ кг/с};$$

$$D_1 = 11,387 \text{ кг/с};$$

$$G'_{ок} = 39,88 \text{ кг/с};$$

$$G'_к = 11,8 \text{ кг/с};$$

$$\bar{t}_{см1} = 412,43 \text{ кДж/кг};$$

$$\bar{t}_{см2} = 343,923 \text{ кДж/кг};$$

Расхода пара в конденсатор, кг/с:

$$D_к = G'_к - (D_{эжс} + D_{уп} + D_{хос}) = 11,8 - (0,332 + 0,664 + 2,859) = 7,94$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$\begin{aligned} D_к &= D_т - (D_7 + D_6 + D_5 + D_д + D_3 + D_2 + D_1 + D_{вс} + D_{нс}) = \\ &= 66,485 - (4,189 + 4,488 + 1,189 + 0,947 + 2,248 + 6,063 + 11,387 \\ &+ 13,872 + 14,212) = 7,89 \end{aligned}$$

Соответствует с допустимой погрешностью.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм}$$

$$\begin{aligned} 60000 &= [4,189 \cdot 280,1 + 4,488 \cdot 404,8 + (1,189 + 0,947) \cdot 554,9 + \\ &+ 2,248 \cdot 701,7 + (6,06 + 13,87) \cdot 789,8 + (11,387 + 14,212) \cdot 944 + \\ &+ 11,8 \cdot 1359,75] \cdot 0,98 \end{aligned}$$

$$60000 = 60468$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{60000 - 60468}{60000} \right| \cdot 100\% = -0,78\%$$

что допустимо.

В случае превышения допустимой погрешности $\delta = 1\%$ уточняется коэффициент регенерации с последующим пересчетом расхода пара на турбину и системы регенерации:

$$K_p' = K_p \cdot \frac{W}{W_p}$$

3.11. Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{Т}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{эм}}' \cdot (i_{\text{ВТ}}' - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{эм}}'' \cdot (i_{\text{ВТ}}'' - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + G_{\text{ХОВ}} \cdot (t_{\text{ХОВ}} \cdot C_{\text{с}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) = \\ 66,485 \cdot (3513 - 1041,602) + 0,443 \cdot (2762,749 - 1041,602) + 0,072 \cdot (2680,017 - 1041,602) + 2,859 \cdot \\ \cdot (37,5 \cdot 4,186 - 1041,602) = 162660,896$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_{\text{Т}} = D_{\text{ВС}} \cdot (i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{н}}) + D_{\text{НС}} \cdot (h_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{н}}) = 13,87 \cdot (2723,2 - 516,37) + \\ + 14,212 \cdot (2569 - 415,06) = 61224,49$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{Т}} = 162660,896 - 61224,49 = 101436,4066$$

КПД турбоустановки по производству электрической энергии:

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}}}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}} = \frac{60000}{101436,4066} = 0,591$$

КПД блока по производству электрической энергии:

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пт}} = 0,634 \cdot 0,98 \cdot 0,91 = 0,565$$

где $\eta_{\text{тр}} = 0,98$ – КПД транспорта тепла (теплового потока) $\eta_{\text{пт}} = 0,98$.

КПД блока по производству тепла:

$$\eta_{\text{бл}}^T = \eta_{\text{то}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пг}} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,91 = 0,874$$

где $\eta_{\text{то}} = 0,98$ – КПД теплообменников.

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}} \cdot (i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{прод}} \cdot (\bar{t}_{\text{прод}} - \bar{t}_{\text{пв}}) = 69,81 \cdot (3498,4 - 1041,602) + \\ + 1,047 \cdot (1573,25 - 1041,602) = 172063,75$$

где $i_{\text{пе}}$ - энтальпия перегретого пара кДж/кг, $i_{\text{пе}} = f(P_{\text{пе}}, t_{\text{пе}}) = (14,565) = 3498,4$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{172063,75}{29310 \cdot 0,91} = 6,45$$

Полный расход натурального топлива, кг/с

$$B_{\text{натур}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{172063,75}{11810 \cdot 0,91} = 16,01,$$

где 11810 – Теплотворная способность угля из Канско – Ачинского угольного бассейна, Бородинского месторождения.

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{эч}}} = 16,01 \cdot 0,7 \cdot \frac{54600}{60000 - 3000} = 10,739$$

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{эч}}} = 6,451 \cdot 0,7 \cdot \frac{54600}{60000 - 3000} = 4,327$$

Принимая мощность собственных нужд блока 9 % [3], отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{сн}} \cdot W = 60000 - 0,09 \cdot 60000 = 54600$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = e_{\text{э}}^{\text{сн}} \cdot W = 0,05 \cdot 60000 = 3000 \text{ кВт};$$

где $e_{\text{э}}^{\text{сн}} = 0,05$ доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ту}}^{\text{т}}} = \frac{101436,41 + 33452,877 + 8133,045}{101436,41 + 33452,877 + 8133,045 + 61224,49} = 0,7$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} &= [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}} = \\ &= [30612,2449 \cdot (1 - 0,516) + 30612,2449 \cdot (1 - 0,39)] \cdot 1 = 33452,877 \end{aligned}$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\begin{aligned} \xi_{\text{вс}} &= \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{вс}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) = \frac{2723,2 - 2153,25}{3513 - 2153,25} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2723,2}{3513 - 2153,25} \right) = 0,516 \\ \xi_{\text{нс}} &= \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{нс}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) = \frac{2569 - 2153,25}{3513 - 2153,25} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2569}{3513 - 2153,25} \right) = 0,391 \end{aligned}$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ту}} = 0,05 \cdot 162660,89 = 8133,45$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_{\text{э}} + B_{\text{пвк}} = 16,01 - 10,739 + 2,353 = 11,11$$

$$B_T = B - B_{\text{э}} + B_{\text{пвк}} = 6,45 - 4,327 + 2,353 = 4,477$$

Расход топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{60000}{29310 \cdot 0,87} = 2,353$$

$$B_{\text{пвк натур}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{60000}{11810 \cdot 0,87} = 5,84$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{э натур}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{10,739}{54600} \cdot 3600 = 0,71$$

$$b_{\text{э усл}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{4,327}{54600} \cdot 3600 = 0,285$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_{\text{т натур}} = \frac{B_T}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{11,11}{100000} \cdot 10^6 = 111,11$$

$$b_{\text{т усл}} = \frac{B_T}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{4,477}{100000} \cdot 10^6 = 44,769$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$b_{\text{т натур}} = \frac{B - B_{\text{э}}}{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}} \cdot 10^6 = \frac{16,01 - 10,739}{50000} \cdot 10^6 = 105,425$$

$$b_{\text{т усл}} = \frac{B - B_{\text{э}}}{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}} \cdot 10^6 = \frac{6,45 - 4,477}{50000} \cdot 10^6 = 39,483$$

4 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

4.1 Регенеративные подогреватели

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-7 : ПВ 350-230-50-I, где 350 – площадь поверхности теплообмена , м^2 ; 230 максимальное давление в трубной системе , бар; 50 максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-6 : ПВ-350-230-36- I.

ПВД-5 : ПВ-425-230-13-I.

Подогреватели низкого давления по:

ПНД-3 : ПН-200-16-7-I.

ПНД-2 : ПН-100-16-4-I.

ПНД-1 : ПН-100-16-4-I.

4.1.1 Деаэратор

Производительность деаэратора определяется емкостью деаэрирующей колонны, размеры которой должны быть достаточными для обеспечения того, чтобы вся вода, проходящая через нее, нагревалась до точки кипения и выбиралась максимальным потоком подаваемой воды для устройства или станции в целом. На силовом блоке или секции, включая турбину с обслуживающими его парогенераторами, установлены один или два деаэратора. Резервных деаэраторов нет, но рекомендуется выбрать общую пропускную способность всех деаэраторов станций с определенным запасом (около 10%). Для электростанции высокого давления производятся деаэраторы повышенного давления (4-6 бар). Мощность емкостей деаэратора должна обеспечивать общий запас питательной воды для ТЭЦ в течение не

менее 20 минут. Емкость деаэратора составляет 85% от их геометрического объема, поскольку они не заполняются полностью, а до нормального уровня.

По найденному расходу питательной воды $G_{пв}=255,087$ т/ч выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-500 с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 500 т/ч.

4.1.2 Сетевые подогреватели

Выбираем подогреватели сетевой воды в соответствии с расчетным потоком воды, давлением пара в корпусе и температурой пара на входе и водой на выходе.

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св}=298,614$ кг/с. БО-350 с характеристиками: расчетный пропуск воды 1100 т/ч; рабочее давление пара 3 бара; рабочее давление воды в трубной системе 23 бара; вес без воды 11 т.

4.1.3 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$G = G_{пв} \cdot 1,08 = 70,856 \cdot 1,08 \cdot 3,6 = 275,489$$

где $G_{пв}$ - расход питательной воды на турбину, кг/с.

Напор питательного насоса принимается на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м:

$$H = P \cdot 1,3 \cdot 10$$

$$127,5 \cdot 1,3 \cdot 10 = 1657,5$$

Выбираем питательный насос с электроприводом ПЭ-380-185 с характеристикой:

- Производительность – 380 м³/ч
- Напор – 2030 м

- Частота вращения 2900 об/мин
- КПД – 77 %

Мощность привода ПЭН, МВт:

$$P_n = 1.05 \cdot \frac{D \cdot H \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_n}$$

$$1.05 \cdot \frac{0.106 \cdot 2030 \cdot 1000}{102 \cdot 0.77} \cdot 10^{-3} = 2,88$$

где $D=0.106$ – производительность, м³/с;

γ - плотность питательной воды, кг/м³.

4.1.4 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливают в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ную производительность, а при трех – на 50 %-ную. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, т/ч: .

$$G = 71,3$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м. вод.ст.

Выбираем 2 конденсатных насоса КС-80-155 с характеристиками[7]:

- Производительность – 80 м³/ч
- Напор – 155 м.вод.ст.
- Частота вращения 3000 об/мин
- Мощность – 52 кВт
- КПД – 65 %

4.1.5 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на турбину по заводским данным составляет 8000 м³/ч.

$$Q_{цн} = \frac{Q_{турб}}{2}$$

$$Q_{цн} = \frac{8000}{2} = 4000$$

Выбираем 2 насоса типа 24НДн с характеристиками:

- Производительность – 4000 м³/ч
- Напор – 16.5 м.вод.ст.
- Частота вращения 585 об/мин
- Потребляемая мощность – 198 кВт
- КПД – 90 %

Расчетная мощность электродвигателя, кВт:

Мощность привода ЦН, кВт:

$$P_n = 1.1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_n} \quad (69)$$

$$1.1 \cdot \frac{1111 \cdot 16,5}{102 \cdot 0.90} \cdot 10^{-3} = 219,66$$

4.1.6 Выбор сетевых насосов

Выбор делается за счёт производительности и давления. Сетевые насосы устанавливаются в количестве чисел 2-х на турбину, рассчитывая их на 50% производительности. При установке 1-го либо 2-х сетевых насосов добавляют один в запас. Если суммарное число насосов 4 либо больше, резерв не устанавливают. Мы принимаем двухступенчатую схему сетевых насосов в следствии различия их по максимуму допустимого давления сетевых подогревателей и сетевых водопроводов

Производительность сетевого насоса , м³/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3.6$$

$$\frac{298,614}{2} \cdot 3.6 = 537,51$$

Выбираем сетевые насосы СЭ-500-70 с характеристиками[7]:

- Производительность – 500 м³/ч
- Напор – 70 м.вод.ст.
- Допустимый кавитационный запас 10 м.
- Частота вращения 3000 об/мин
- Потребляемая мощность – 120 кВт
- КПД – 82 %

5 Генеральный план электростанции

План размещения сооружений на территории (площадке) называют генеральным планом, или сокращенно, генпланом электростанции.

Рационально составленный генплан способствует удобной и надежной эксплуатации, индустриализации сооружения, механизации монтажа электростанции. При размещении сооружений соблюдают необходимые санитарно-гигиенические и противопожарные правила и нормы, учитывают господствующее направление и силу ветра (розу ветров). Удобные коммуникации внутри площадки электростанции обеспечиваются размещением сооружений электростанции в соответствии с последовательностью ее технологического процесса. Сооружения электростанции размещают так, чтобы обеспечить удобную связь их с топливной и водной базой, потребителями электрической и тепловой энергии, золоотвалами и т. п.

Предусматривают также удобный подвод железнодорожных путей, а также автомобильных дорог для подвоза топлива, оборудования и материалов; рациональный подвод и отвод охлаждающей воды трубопроводами и каналами;

вывод воздушных линий электропередачи и кабелей высокого напряжения;

вывод трубопроводов горячей воды и пара; отвод золоводяной пульпы трубопроводами (или каналами) на золоотвалы или вывоз шлаков и золы железнодорожными составами. Оптимальный вариант генплана электростанции при соблюдении этих требований отвечает минимальной величине расчетных затрат.

6 Компоновка главного корпуса

Главное здание электростанции называется его основным зданием, в котором расположено основное и вспомогательное оборудование. Основной корпус снабжен используемым топливом, водой для охлаждения выхлопного пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного здания выходит охлаждающая вода после конденсаторов, дымовых газов котла, шлака и золы, выход конечного продукта – электрическая энергия. Под планировкой главного здания электростанции понимается взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе макета главного здания основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Главное здание состоит из двух основных помещений (отделений): парогенератора (котельный цех) и турбины (машинного отделения) и, кроме того, так называемого промежуточного отделения между парогенератором и турбинами для различного вспомогательного оборудования. В котельном отделении имеется бункерное отделение с бункерами, в которые предусмотрена подача топлива. На нулевой отметке находятся молотковые мельницы. На современных электростанциях принято однорядное расположение парогенераторов в здании. Котлы устанавливаются на собственном каркасе и там же устанавливают мостовой кран, предназначенный для установки и транспортировки оборудования.

7 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на ТЭЦ по заданию используется бурый уголь Б2 Ирша-Бородинского месторождения со следующими характеристиками.

Таблица 5 Характеристика Ирша-Бородинского угля

W ^p , %	A ^p , %	S ^p _{к+ор} , %	C ^p , %	H ^p , %	N ^p , %	O ^p , %	Q _н ^p , кДж/кг	V ^г , %
44	6,7	0,5	34,3	2,4	0,3	11,8	11810	48

7.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего соотношения, кг/с:

$$B = \frac{D_{не} \cdot (i_0 - \bar{t}_{нв}) + G_{нр} \cdot (i_{нр} - \bar{t}_{нв})}{Q_n^p \cdot \eta_{не}^{бp}}$$
$$\frac{70,856 \cdot (3513 - 1041,602) + 1,047 \cdot (1573,25 - 1041,602)}{11810 \cdot 0.91} = 16,346$$

7.2 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигания Ирша-Бородинского бурого угля применяем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми мельницами. Устанавливаем две мельницы на котел, при этом расчетная производительность каждой из них составляет 180%.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_m = \frac{1.8 \cdot B}{n \cdot K_{до}}$$
$$\frac{1.8 \cdot 16,346 \cdot 3,6}{2 \cdot 1.2} = 44,134$$

где n - количество мельниц на котле;

$K_{ло}$ - коэффициент размолоспособности.

Мельница тангенциальная ММТ 2000/2590/750 имеет следующие характеристики:

- Производительность – 63 т/ч;
- Частота вращения – 750 об/мин.

7.3 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Теоретический объем воздуха, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_B^0 = 0.0889 \cdot (C^P + 0.375S^P) + 0.265 \cdot H^P - 0.0333 \cdot O^P$$
$$0.0889(34,3 + 0,375 \cdot 0,5) + 0,265 \cdot 2,4 - 0,0333 \cdot 13,5 = 3,31$$

Теоретический объем азота, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 3,31 + 0,8 \cdot \frac{0,3}{100} = 2,62$$

Теоретический объем трехатомных газов, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} = 1,866 \cdot \frac{34,3 + 0,375 \cdot 0,5}{100} = 0,643$$

Теоретический объем водяных паров, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 = 0,111 \cdot 2,4 + 0,0124 \cdot 44 + 0,0161 \cdot 3,31 = 0,865$$

Теоретический объем продуктов сгорания, $\text{Нм}^3/\text{кг}$:

$$V^e = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 = 0,865 + 0,643 + 2,616 = 4,125$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{ген} = 1.05 \cdot B \cdot V_6^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{63n}) \cdot \frac{t_{x6} + 273}{273} =$$

$$1,05 \cdot 16,346 \cdot 3,31 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 73,75$$

где α_m - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,2;

$\Delta\alpha_m$ - присос воздуха в топке, принимаем равным 0,08;

$\Delta\alpha_{nn}$ - присос воздуха в системе пылеприготовлении принимаем равным 0;

$\Delta\alpha_{взп}$ - относительная утечка воздуха в ВЗП принимаем равным 0,05;

$t_{хв}$ - температура холодного воздуха $t_{хв} = 30$.

Расчетная производительность дымососа, м³/с:

$$V_d = B \cdot (V^z + (\alpha_d - 1) \cdot V_g^0 \cdot \frac{t_d + 273}{273}) =$$

$$16,346 \cdot (4,125 + (1,5 - 1) \cdot 3,31 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 110,33$$

Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{пот} = 4$ кПа. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{пот} = 1,1 \cdot 4 = 4,4$$

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-18-Пу с характеристиками:

- Производительность - 117/88 м³/ч;
- КПД – 82 %;
- Частота вращения - 980/740 об/мин;
- Мощность - 200/85 кВт;

Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{пот} = 3$ кПа. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{пот} = 1,1 \cdot 3 = 3,3$$

Выбираем дымососа типа ДН-21 с характеристиками:

- Производительность – 138/105 м³/ч;

- КПД – 85 %;
- Частота вращения - 980/740 об/мин;
- Температура газа -100 °С;
- Мощность – 262/105 кВт;

7.4 13.8. Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ЭГД 2-128-9-6-4-200-5 с горизонтальным движением дымовых газов, двухуровневым, с двумя секциями, со 128 газовыми проходами в двух ярусах, При этом скорость газа в активном сечении составляет 1,3 м / с, что позволит электрофильтру работать с КПД около 99%.

Расход летучей золы на входе в фильтр определяются по формуле, кг/ч:

$$M_{зол}^{ex} = 0.01 \cdot B \cdot 2 \cdot a_{yn} \cdot A^p + 0.01 \cdot B \cdot 2 \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} =$$

$$= 0,01 \cdot 16,346 \cdot 2 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 6,7 + 0,01 \cdot 16,346 \cdot 2 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{11810}{32700} = 7703,573$$

где $a_{yn} = 0.95$ – доля золы уносимая газами;

A^p - зольность топлива, %;

$q_4 = 0.5$ % потеря с механическим недожогом.

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{зол}^{ex} = M_{зол}^{ex} \cdot \frac{100 - \eta_{zy}}{100} = 7703,573 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 77,03573$$

где η_{zy} - КПД золоуловителя.

8 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не

превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Выбросы золы, кг/с:

$$M_z = 10 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32.7}) \cdot a_{yn} \cdot (1 - \eta_{zy}) =$$
$$10 \cdot 16,346 \cdot 2 \cdot (6,7 + 0,5 \cdot \frac{11,81}{32.7}) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,99) = 21,37$$

Выбросы оксидов азота, кг/с:

$$M_{NO_x} = 0,034 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) =$$
$$0,034 \cdot 3,139 \cdot 16,346 \cdot 2 \cdot 0,55 \cdot 11,81 \cdot (1 - \frac{0,5}{100}) = 22,5515$$

где $K = \frac{12 \cdot D_{ne}}{200 + D_{ne}} = 3,139$ - коэффициент, зависящий от режима работы котла.

$\beta_1 = 0,55$ - поправочный коэффициент, учитывающий качество сжигаемого топлива и способ шлакоудаления.

Выбросы оксидов серы, кг/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) =$$
$$20 \cdot 0,5 \cdot 16,346 \cdot 2 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 289,815$$

где η'_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:

$F = 1$ - для газообразных выбросов

$F = 2$ - для золы

$$M_z \cdot F = 21,37 \cdot 2 = 42,74$$

$$M_{NO_x} \cdot F = 22,55 \cdot 1 = 22,55$$

$$M_{SO_2} \cdot F = 289,815 \cdot 1 = 289,815$$

Приведенная масса вредных примесей, кг/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{ПДК_{cc}^{SO_2}}{ПДК_{cc}^{NO_x}} \cdot M_{NO_x} + M_z$$

$$289,815 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 22,55 + 42,74 = 465,21$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m \cdot F}{c} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V_e \cdot \Delta t}}}$$
$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 465,21 \cdot 0,9 \cdot 1}{0,5} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{4,125 \cdot 125}}} = 50$$

где A – коэффициент учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе, принимаем равным 200;

m – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$N=1$ – количество дымовых труб;

V_T – объем удаляемых дымовых газов через трубу, равен;

$\Delta t = 160 - 35 = 125$ - разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха.

9 Выбор системы технического водоснабжения.

Поскольку проект данной станции разрабатывался для Железногорска, в черте которого проходит Енисей, логичнее и целесообразнее всего было устройство прямоточной системой водоснабжения.

При прямоточной системе вода, забираемая из реки, после конденсаторов и других охлаждающих устройств, сбрасывается в реку ниже по течению на расстояние, исключающее возможность подмешивания подогретой воды к забираемой воде. Для прямоточной системы среднегодовой дебит реки должен в несколько раз превосходить потребность электростанции в охлаждающей воде.

10 Индивидуальное задание

10.1 . Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станции используем один вагоноопрокидыватель роторного трех- опорного типа.

Характеристика вагоноопрокидывателя :

- Число опрокидываний за 1 час – 30;
- Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;
- Мощность электродвигателей – 2*36 кВт.

10.2 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B_{расч} \cdot 24 \cdot 3.6 \cdot n$$

$$16,346 \cdot 24 \cdot 3.6 \cdot 2 = 2824,568$$

где $n=2$ – число блоков.

Топливо подается в котельный цех по двум параллельным линиям ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T}$$

$$\frac{2824,568}{21} = 134,503$$

где $T=21$ ч – число часов работы топливо подачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_{\text{л}} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a$$

$$0.65^2 \cdot 1.6 \cdot 0.85 \cdot 320 = 282,88,$$

где b – ширина ленты, м;

c – скорость ленты, м/с;

γ - насыпной вес топлива, т/м³;

$K_a = 320$ – коэффициент.

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_{\text{б}} = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot Z + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 3.6} \cdot K_z$$

$$\frac{296 \cdot 50 \cdot 1,6 + 2 \cdot 282,88 \cdot 50 + 37 \cdot 282,88 \cdot 5}{1000 \cdot 3.6} \cdot 1 = 28,97$$

где $Z=50$ - длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов, м;

$H=5$ - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов, м;

$K_z=1$ - коэффициент, зависящий от длины ленты;

$K_1=296$ - коэффициент, зависящий от ширины ленты.

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_z \cdot W_{\text{б}}}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{р}}}$$

$$\frac{1.25 \cdot 28,97}{0.95 \cdot 0.95} = 40,13$$

где $K_z=1.25$ - коэффициент запаса;

$\eta_{\text{эд}}=0.95$ - КПД электродвигателя;

$\eta_{\text{р}}=0.95$ - КПД редуктор

10.3 Дробилки

Применяем на проектируемом блоке двухступенчатое дробление . Ввиду высокой влажности топлива используем молотковые не забивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа СМ-170Б с характеристиками:

- Производительность - 200 т/ч;
- Размеры ротора
 - длина – 1600 мм
 - диаметр – 1300 мм
- Частота вращения ротора - 750 об/мин;
- Мощность электродвигателя - 150 кВт;
- Масса – 14,8 т.

Емкость бункера сырого угля, м³:

$$V_{\sigma} = \frac{B_{\text{н}}^{\text{max}} \cdot \tau \cdot n}{\gamma \cdot K_{\text{з}}}$$
$$\frac{3.6 \cdot 16,346 \cdot 10 \cdot 2}{0.85 \cdot 0.8} = 1730,74 ,$$

где $\tau=10$ - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$n=2$ – число блоков.

$K_{\text{з}}=0.8$ - коэффициентом заполнения;

$\gamma=0.85$ – насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель пыли с шириной ленты 500 мм, длиной 1,5 м. Производительность при высоте слоя 0.2 м 100-125 м³/ч, требуемая мощность – 1.7 кВт.

10.4 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитываем на месячный расход при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м² :

$$F = \frac{24 \cdot B \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}$$

$$\frac{24 \cdot 3.6 \cdot 16.346 \cdot 2 \cdot 30}{30 \cdot 0.85 \cdot 0.85} = 3909,44$$

где n - число суток запаса топлива на складе;

h - высота штабеля, м;

$\varphi=0.8-0.9$ - коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле.

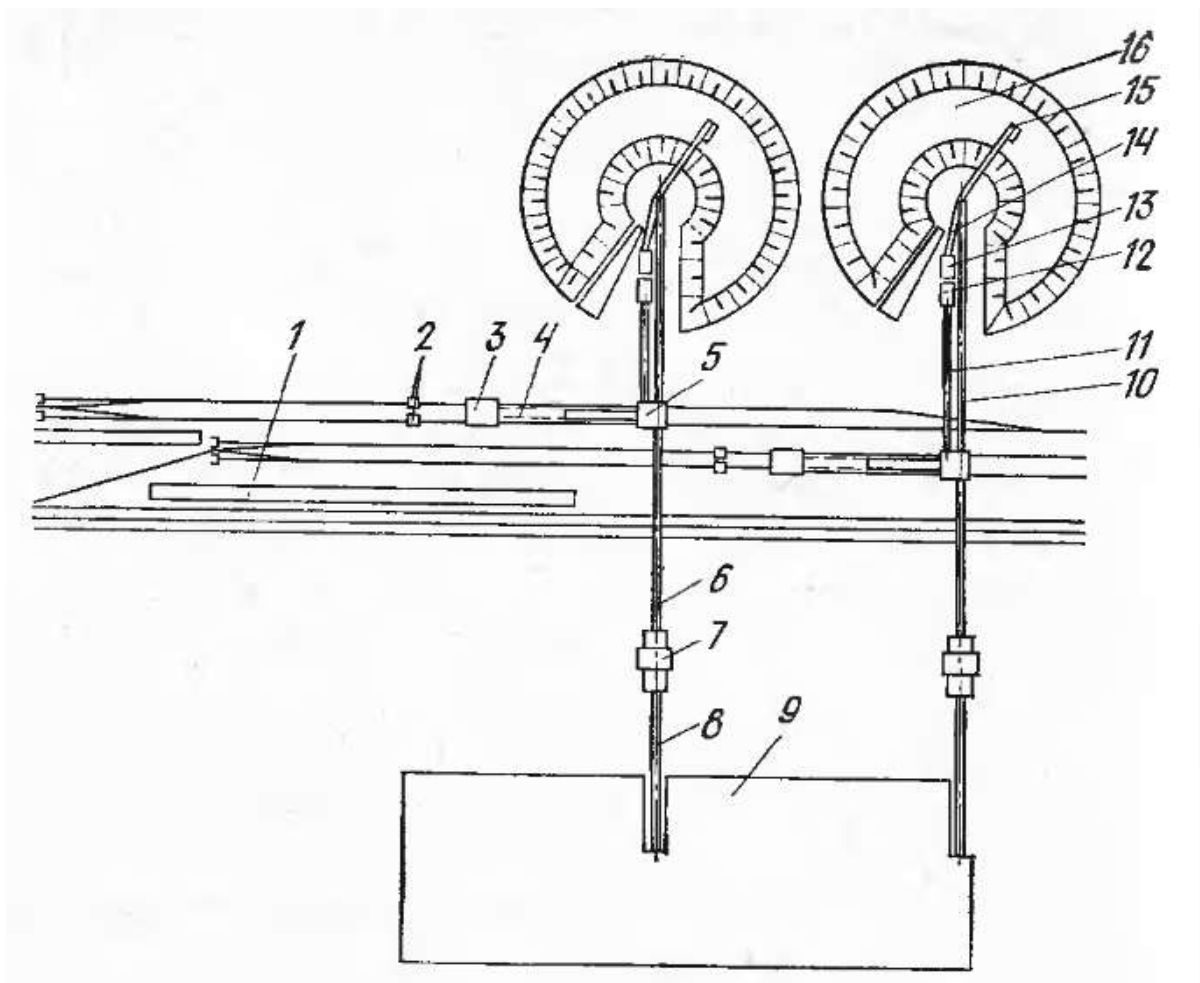


Рисунок 11 – Схема топливоподачи

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астраханцева, И. А. Экономическая оценка технических решений : метод. указания по дипломному проектированию для студентов специальности «Тепловые электрические станции» / И. А. Астраханцева. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.
2. Астраханцева И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учеб. - метод. пособие (Электронный курс) / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Красноярск : СФУ, 2014.
3. ГОСТ 21.403-80 Система проектной документации для строительства. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое. – Введ. 01.07.1981. – Москва : Издательство стандартов, 1987. – 35 с.
4. Котельные установки и парогенераторы (учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы студентов (курсовое проектирование)) : учебное пособие / Е. А. Бойко, Т. И. Охорзина, П. В. Шишмарев, Л. Н. Подборский. – Красноярск : СФУ, 2008. – 125 с.
5. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск : КГТУ, 2006. – 71 с.
6. Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции : учеб. пособие. / С. А. Михайленко, А. П. Цыганок. - Изд. 2-е, испр. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
7. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учебн. пос., / под ред. П. В. Рослякова. – Изд. 2-е, испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.
8. Резников М. И. Парогенераторные установки электростанций : учебник / М. И. Резников. - М. : издательство «Энергия», 1968. – 240 с.

9. Ривкин, С. Д. Теплофизические свойства воды и водяного пара : справочное пособие / С. Д. Ривкин, А. А. Александров. - М. : Энергоатомиздат, 1984. – 424 с.
10. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : учеб. пособие для вузов / В. Я. Рыжкин. – М. : Энергоатомиздат, 1967. – 315 с. 66
11. Стерман Л. С. Тепловые и атомные электрические станции : учебник для вузов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – Изд. 3-е, перераб. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - 424 с.
- 12.СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. - Взамен СТО 4.2–07–2012 ; Введ. 30.12.2013. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
- 13.Тепловые и атомные электрические станции : Справочник/ под ред. А. В. Клименко и В. М. Зорина – Изд. 3-е, перераб. и доп. - М. : Издательство МЭИ, 2003. – 645 с.
- 14.Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний ; под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2001. - 488 с.
- 15.Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко ; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. - 136 с.